

После определения массивов данных проницаемости по скважинам для второго и третьего метода, необходимо распределить их в межскважинном пространстве. Важно отметить, что для корректного воспроизведения модели пласта, необходимо сохранить параметры анизотропии. Для этого строится куб коэффициента отношения проницаемости по ГИС и исследуемого метода. Далее проводится интерполяция данного куба, а затем полученный куб умножается на куб проницаемости. Таким образом, получен куб, значения которого отвечают исходным данным ГДИС и данных добычи. Кроме того, за счет использования куба проницаемости по ГИС в качестве тренда сохранена геологическая неоднородность пласта.

Предложенная методика описывает подготовку исходных данных проницаемости по результатам ГДИС и истории разработки, что позволяет вовлечь в процесс построения ГДМ данные по всем имеющимся источникам.

#### Литература

1. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого-технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (Часть 2 Фильтрационные модели). – М.: ОАО "ВНИИОЭНГ". – 2003. – 228 с.
2. В. П. Меркулов. Геофизические исследования скважин: учебное пособие – Томск: Изд-во ТПУ, 2008. – 139 с.
3. А. Ю. Батурин. Геолого-технологическое моделирование разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. – М: Изд. ВНИИОЭНГ, 2008. – 111 с.
4. Деева Т. А., Камартинов М. Р., Кулагина Т. Е., Мангазеев П. В. Гидродинамические исследования скважин: анализ и интерпретация данных – Томск, 2009.
5. Д. Уолкот. Разработка и управление месторождениями при заводнении. – Москва, 2001. – 143 с.
6. Эртекин Т., Абу-Кассем Дж., Кинг Г. Основы прикладного моделирования пластов. – М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2012. – xxvii+ 1060 с.

### **ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ ДЛЯ СЛАНЦЕВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ**

**М.В. Субботина, А.С. Мазурова, А.М. Горшков**

Научный руководитель – доцент И.С. Хомяков

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Одним из главных направлений развития мировой энергетики является изучение нетрадиционных источников углеводородов и увеличение доли данного вида запасов в общей структуре сырьевой базы. К нетрадиционным, трудноизвлекаемым запасам относится сланцевая нефть (Shale oil) и нефть низкопроницаемых коллекторов (Tight oil). Целью работы являлся обзор существующих особенностей при использовании тепловых методов воздействия на пласт для сланцевых коллекторов. В России наиболее перспективными для добычи нетрадиционной нефти являются породы Баженовской свиты, расположенной в центральной части Западно-Сибирской низменности. Баженовская свита занимает площадь около 1млн км<sup>2</sup> и по геологическим оценкам содержит 100-170 млрд. тонн нефти [2]. Т.к. сланцевые породы содержат и легкую сланцевую нефть, и органическое вещество-кероген, для описания процессов разработки таких месторождений используется понятие «сланцевых плеев», обобщающее виды углеводородов, содержащихся в пласте.

Углеводороды в сланцевых плечах находятся в твердом или в жидком состоянии в порах коллектора [3]. Добыча нефти из сланцев базируется на мультистадийном гидроразрыве пласта (для нефти низкопроницаемых пород) или на тепловых методах влияния на пласт (для нефтяного сланца, сланцевой нефти и, реже - для нефти низкопроницаемых пород). При тепловых методах добычи, породу нагревают до высокой температуры, а полученную при дистилляции жидкость сепарируют для последующей обработки или используют нагнетательные скважины для повышения проходимости коллектора, и выталкивают на поверхность смесь аналогичную традиционной нефти.

В целом процесс добычи нефти на сланцевых плечах может проводиться двумя методами. Первый метод заключается в переработке сланца на поверхности называется «наружный ретортинг» . Второй заключается в переработке сланца внутри пласта – «внутрипластовый ретортинг» (или так называемые методы in-Situ).

Поверхностный ретортинг делится на три типа:

1. Непрямой ретортинг. Представляет собой пиролиз нефтяного сланца за счет нагрева. В качестве теплоносителя используется природный газ, который циркулирует по законтурному пространству реторты, нагревая находящийся в ней измельченный сланец.

2. Прямой ретортинг. Осуществляется с помощью закачки природного газа непосредственно в реторту, разогревая подаваемый туда же измельченный сланец.

3. Смешанный (комбинированный) ретортинг. Совмещает оба вида ретортинга и подразумевает одновременную подачу теплоносителя в законтурное пространство реторты и непосредственный контакт теплоносителя со сланцевой породой.

Более эффективным способом считается процесс комбинированного ретортинга, который используется на сегодняшний день для большинства проектов по добыче сланцевой нефти. Существует несколько систем, использующих этот подход.

Alberta-Taciuk Process (ATP). Технология, которая была открыта Вильямом Тасиуком в 1975 году, пришла к сланцедобытчикам от изготовителей нефти из канадских нефтяных песков [1]. Технологию возможно систематизировать как один из методов термической перегонки твердых углеводородов. Главной особенностью

данной технологии является то, что «осушка» и термическое разложение нефтяного сланца, переработка и охлаждение осуществляются в одной многокамерной вращающейся горизонтальной реторте.

На исходной стадии измельченные куски нефтяного сланца погружаются в камеру предварительного нагрева, где происходит обезвоживание и предварительный нагрев «сухого» сланца до 250 °С. На следующей стадии происходит пиролиз измельченного нефтяного сланца, который перемешан со сланцевой золой при температуре 500-550 °С, в результате чего происходит выброс насыщенных углеводородных паров через «паровую трубу», которые впоследствии конденсируются в жидкие легкокипящие углеводороды за пределами реторты. Тяжелые остатки, образовавшиеся в результате пиролиза, перемещаются в камеру сгорания, где происходит образование «сланцевой золы». Часть сланцевой золы используется в камере пиролиза в качестве твердого теплоносителя, другая часть в смеси с отработанными газами направляется в «камеру охлаждения». При этом методе выход нефти из сланца составляет 85-90% массы.

В технологии ParahoProcess (ParahoDevelopment Corporation), в отличие от АТР, применяется вертикальная реторта. Размельченный сланец подают в верхнюю ее часть, и по мере движения вниз, он нагревается восходящими отработанными газами из нижней части колонны. Под действием больших температур (500 °С) из керогена выпариваются легкие фракции, затем сохранившийся сланец поступает в зону пиролиза.

Еще один образец применения вертикальной реторты и нагретого газа для подготовки нефтяных сланцев используется в Бразилии – это Petrosix (Petrobras). Процесс во многом идентичен с процессом Paraho. Единственным принципиальным отличием является разделение получаемых углеводородных газов на три части. Первая часть газа применяется в качестве теплоносителя для пиролиза. Вторая часть движется по центру реторты, охлаждая раскаленный сланец, который остался после первичного нагрева, а затем поступает в зону пиролиза в качестве дополнительного источника тепла. Третья часть газа конденсируется до состояния легких углеводородов и поступает на установку по подготовке газа к транспорту.

Еще одной технологией является Galoter Process (Eesti Energia). В нем используется горизонтальная реторта, преднагрев происходит при сравнительно невысоких температурах (135 °С), после чего из нефтяного сланца выделяются газы. Далее получившийся сланец поступает в смеситель, где смешивается с раскаленными углеродами, поступающими из вынесенной топочной камеры, где при температуре 800 °С сжигается отработанный сланец. Приобретенная смесь отходит в герметичную вращающуюся печь, где наступает бескислородный пиролиз при температуре 520 °С. Выход нефти схож с характеристиками аналогичными процессу АТР – 85-95%. Однако, к недостаткам метода можно отнести высокие выбросы CO<sub>2</sub> и значительный объем воды [1].

В наши дни на смену наружному ретортингу пришли более экологичные и энергоэффективные методы внутрипластового ретортинга. В зависимости от способа нагрева пласта они также подразделяются на прямые и непрямые

Один из инновационных методов прямого внутрипластового ретортинга был разработан компанией Shell. Технология Shell In-Situ Process (ICP) заключается в местном нагреве участка пласта путем сочетания нагревающих и замораживающих скважин. Создание «замораживающих стен» при помощи закачки в замораживающие скважины водного аммиака позволяет равномерно прогреть изолированный сланцевый пласт. Данный способ нагрева позволяет начать переработку органического вещества сланца в нефть и газ непосредственно под землей, добыча продуктов пиролиза производится традиционными методами.

Еще один из методов прямого внутрипластового ретортинга предложен американской компанией Chevron Corporation. Нагрев пласта в данном методе происходит за счет нагнетания в скважину под большим давлением нагретого природного газа. Энергетическая эффективность достигается за счет рециркуляции воздуха через отработанные пласты под высоким давлением. Фактически воздух выступает в качестве теплоносителя, нагреваясь в отработанных пластах за счет сгорания тяжелых углеводородных остатков, поступает в новые добычные пласты через нагнетательные скважины, где за счет собственной высокой температуры стимулирует распад керогена [1].

Также к внутрипластовому ретортингу относится технология гидроразрыва с проводящим материалом. Под воздействием электричества электропроводящий флюид нагревает сланцевый пласт и содержащийся в нем кероген. Дальнейшая добыча нефти происходит традиционными способами.

К одним из немногих методов непрямого внутрипластового ретортинга относится технология AMSO EGL Technology (AMSO). На месторождении проектируется система замкнутых скважин, расположенных максимально близко к продуктивному пласту. По системе скважин циркулирует нагретый теплоноситель. За счет нагрева от непрямого контура, содержащаяся в пласте сланцевая нефть разогревается, разжижается и начинает поступать в сеть добычных скважин, обеспечивающих высокую температуру по всему пласту.

Таким образом, принимая во внимание все рассмотренные технологии разработки месторождений сланцевой нефти, стоит отметить, что наиболее эффективным методом наружного ретортинга является Alberta-Taciuk Process из-за высокого выхода нефти. Но все же более энергоэффективным и экологичным методом являются технологии внутрипластового ретортинга, такие как Shell In-Situ Process и AMSO EGL Technology, так как они позволяют воздействовать на большой объем нефтегазовых сланцев. Развитие подобных технологий является очень перспективным в связи с ростом добычи трудноизвлекаемых запасов во всем мире.

#### Литература

1. Грушевенко Д. Нефть сланцевых плеев – новый вызов энергетическому рынку? / Е. Грушевенко // Нефтегазовая вертикаль аналитический журнал: – М: Москва, 2012 - №11.
2. РИТЭК: Термогазовое воздействие на залежи баженовской свиты // ROGTEC Российские нефтегазовые технологии. - №35.

3. Мануилова Е.А. Комплексная методика изучения образца керна для выделения естественных коллекторов и определения основных характеристик пород высокоуглеродистых формаций// Нефтяное хозяйство. – Москва: Нефтяное хозяйство, 1925-1940, 1946-№ 4. – 2017- С. 44-47.

## **ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ АДСОРБЦИИ И ДЕСОРБЦИИ ИНИБИТОРА КОМПЛЕКСНОГО ДЕЙСТВИЯ**

**Д.А. Султанова, Р.Р. Хусаинов, А.С. Боев**

Научный руководитель – доцент Д.В. Мардашов

**Санкт-Петербургский государственный горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия**

В настоящее время значительная часть нефтяных месторождений России находится на стадии интенсивного обводнения. Постепенное ухудшение структуры запасов углеводородов осложняет процесс добычи нефти. Помимо того, что эксплуатация нефтяных скважин проходит в условиях высоких температур и давлений, постоянное взаимодействие с агрессивной средой, особенно на месторождениях, вступивших в заключительную стадию разработки с высокой обводненностью добываемой продукции, приводит к преждевременному выходу оборудования из строя [5].

Характер возникающих осложнений при эксплуатации скважин определяется особенностями каждого нефтяного месторождения, связанных с геологическим строением, свойствами породы-коллектора, термобарическими характеристиками залежей, составом флюидов и т.д. Тем не менее, встречаются осложнения, характерные для всего региона, возникающие практически на всех месторождениях. Для условий Западной Сибири отложения солей и углекислотная коррозия являются одними из основных факторов, осложняющих эксплуатацию скважин.

Проведение мероприятий по предупреждению осложнений в скважинах является наиболее рациональным решением, так как ликвидация их последствий, влечет за собой значительные технологические и материальные потери.

Применение ингибиторов является одним из наиболее распространенных методов предотвращения образования отложений и коррозии оборудования. Использование реагентов обеспечивает эффективную и надежную защиту оборудования, позволяет стабилизировать процесс эксплуатации и увеличить время межремонтного периода скважин, кроме того не требует изменения технологических схем.

Можно выделить следующие основные химические методы предотвращения процессов коррозии и солеотложения в добывающих скважинах [1,2,4]:

- 1) Периодическое дозирование ингибитора в затрубное пространство;
- 2) Постоянное дозирование ингибитора в затрубное пространство с помощью поверхностных дозирующих устройств;
- 3) Установка погружных скважинных контейнеров (ПСК) с ингибитором в составе скважинного оборудования;
- 4) Использование капсулированных ингибиторов;
- 5) Задавка ингибитора в пласт.

В работе представлены результаты лабораторных исследований по оценке динамики процессов адсорбции и десорбции ингибитора комплексного действия при моделировании технологии задавки ингибитора в пласт. Технология заключается во введении пачки ингибитора в призабойную зону пласта (ПЗП). За счет адсорбционных и десорбционных свойств ингибитор удерживается на поверхности породы и постепенно высвобождается в процессе фильтрации жидкости, обеспечивая комплексную защиту глубинно-насосного оборудования, призабойной зоны пласта и наземных коммуникаций. Кроме того, технология Squeeze treatment не имеет ограничения по дебитам жидкости и обводненности продукции скважины, не требует постоянного обслуживания дополнительного оборудования, что особенно актуально для удаленных и автономных месторождений.

Основными преимуществами данной технологии являются: обеспечение защиты призабойной зоны пласта, внутрискважинного оборудования и наземных коммуникаций, отсутствие необходимости постоянного обслуживания дополнительного оборудования. Недостатком технологии является риск снижения продуктивности скважины, в связи с задавкой в ПЗП значительных объемов растворов.

При закачке ингибитора в ПЗП важными параметрами являются величины адсорбции реагента на породе и последующая его десорбция. Применяемый ингибитор должен в короткие сроки, прочно и как можно в большем количестве «закрепляться» на поверхности породы при закачке, а с другой стороны, как можно медленнее выноситься с нее в процессе эксплуатации скважины при этом, не ухудшая фильтрационно-емкостных характеристик породы [3, 6].

Оценка процессов адсорбции и десорбции ИКД проводилась в лабораторных условиях путем проведения фильтрационных исследований. В качестве ингибитора комплексного действия в исследованиях использован разработанный реагент под условным названием ИКД, на основе водно-спиртовых растворов фосфоновых производных и жирных аминов, обладающий высокой эффективностью предотвращения образования отложений карбоната кальция и углекислотной коррозии металла.

Процедура моделирования технологии задавки в пласт включала следующие стадии:

- 1) Подготовленный образец керна помещался в кернодержатель. Создавалась остаточная водонасыщенность керна, путем насыщения ее МПВ и нефтью.
- 2) Производилась закачка диметилкарбинола с целью подготовки пласта к введению ингибитора.